



Universidade de Brasília - UnB
Faculdade UnB Gama - FGA
Engenharia de Energia

SIMULAÇÃO DE AMBIENTES COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA SEGUNDO RESOLUÇÃO NORMATIVA 482/687 EM BRASÍLIA

Autor: Lucas Esteves Costa
Orientador: Prof.(Dr.) Jorge Andrés Cormane Angarita

Brasília, DF
2018



Lucas Esteves Costa

**SIMULAÇÃO DE AMBIENTES COM GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA SEGUNDO RESOLUÇÃO NORMATIVA
482/687 EM BRASÍLIA**

Monografia submetida ao curso de graduação em (Engenharia de Energia) da Universidade de Brasília, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em (Engenharia de Energia).

Universidade de Brasília - UnB

Faculdade UnB Gama - FGA

Orientador: Prof.(Dr.) Jorge Andrés Cormane Angarita

Brasília, DF

2018

Lucas Esteves Costa

SIMULAÇÃO DE AMBIENTES COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA SEGUNDO RESOLUÇÃO NORMATIVA 482/687 EM BRASÍLIA/ Lucas Esteves Costa. – Brasília, DF, 2018-

45 p. : il. (algumas color.) ; 30 cm.

Orientador: Prof.(Dr.) Jorge Andrés Cormane Angarita

Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade de Brasília - UnB
Faculdade UnB Gama - FGA , 2018.

1. Geração Distribuída. 2. Simulação OpenDSS. I. Prof.(Dr.) Jorge Andrés Cormane Angarita. II. Universidade de Brasília. III. Faculdade UnB Gama. IV. SIMULAÇÃO DE AMBIENTES COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA SEGUNDO RESOLUÇÃO NORMATIVA 482/687 EM BRASÍLIA

CDU 02:141:005.6

Lucas Esteves Costa

SIMULAÇÃO DE AMBIENTES COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA SEGUNDO RESOLUÇÃO NORMATIVA 482/687 EM BRASÍLIA

Monografia submetida ao curso de graduação em (Engenharia de Energia) da Universidade de Brasília, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em (Engenharia de Energia).

Trabalho aprovado. Brasília, DF, 09 de julho de 2018:

Prof.(Dr.) Jorge Andrés Cormane
Angarita
Orientador

Prof. Rafael Shayani
Convidado 1

Prof. Ronaldo Chacon
Convidado 2

Brasília, DF
2018

*Este trabalho é dedicado a todas pessoas que fizeram parte da minha trajetória
acadêmica.*

Agradecimentos

Agradeço primeiramente a Deus por todas as benções e oportunidades concedidas até aqui. Agradeço também a minha família que esteve presente ao meu lado em todos os momentos, principalmente a minha mãe por toda paciência e dedicação durante a minha graduação.

Agradeço também aos amigos e colegas que fiz na faculdade e no programa de intercâmbio Ciências sem Fronteiras, que foram muito importantes nessa etapa da minha vida. Agradeço pela amizade, companheirismo, apoio e incentivo durante todo esse tempo.

Aos professores da faculdade que foram essenciais e indispensáveis na construção do conhecimento e no amadurecimento como pessoa.

Ao meu orientador professor Jorge Cormane por toda paciência, atenção e dedicação no decorrer do trabalho.

*“O período de maior ganho em conhecimento e experiência
é o período mais difícil da vida de alguém.”
(Dalai Lama)*

Resumo

O Brasil é o país com maior reserva de água doce do mundo, isso reflete na nossa matriz elétrica, que tem a geração hidráulica como principal fonte de energia. Essa dependência das hidrelétricas brasileiras vem sendo afetada pela crise hídrica que o país enfrenta, tornando a energia mais escassa e com um custo maior para o consumidor final. Diante disso a ANEEL vem criando um ambiente regulatório para geração distribuída, que em uma de suas vertentes tem a energia solar como alternativa. A penetração de uma GDFV pode causar impactos na rede de distribuição, sejam eles negativos ou positivos. Esse trabalho de conclusão de curso tem como principal objetivo identificar possíveis locais para a penetração da GDFV nas redes de média tensão, analisar seus impactos e quantificar possíveis perdas de energia. De acordo com as regras das Resoluções Normativas da ANEEL, criar possíveis cenários reais para fazer simulações no software OpenDSS que possibilita realizar o estudo de redes de distribuição de Brasília. Para isso foi feito o georreferenciamento de 8 circuitos reais utilizando o software QGIS que possibilita o mapeamento dos transformadores de média tensão para encontrar locais com máximo potencial para inserção de minigeração distribuída fotovoltaica.

Palavras-chaves: Geração Distribuída. Fotovoltaica. OpenDSS. Resolução Normativa ANEEL.

Abstract

Brazil is the country with the largest fresh water reserve in the world, this reflect on our energy base resources, that is mainly by hydroelectric generation. This hydroelectric power dependence is now affected by the water crisis that Brazil is facing, the electric energy is becoming more expensive and less available. At that the National Electric Energy Agency is creating a new regulatory environment for the distributed energy generation, that can be as solar generation. The penetration of a distributed photovoltaic generation can cause some impacts on the distribution lines, those impacts could be positive or negatives. This final work for the graduation has as it mainly objective identify possible locations for the penetration of photovoltaic energy production at the medium voltage lines, analyze it impacts and quantify the energy losses. By the rules of National Electric Energy Agency, create real scenarios to simulate on OpenDSS software that is the only one that simulates real scenarios with unbalanced charges. For that it was made a georeference of 8 circuits of Brasília with QGIS software that enables to map the medium voltage transformers to find real locations to insert the distributed photovoltaic generation.

Key-words: Distributed Generation. Photovoltaic. OpenDSS.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Oferta Interna de Energia Elétrica por Fonte. Fonte (EPE, 2017)	13
Figura 2 – Capacidade Instalada Alemã em 07/2014 em MW. Fonte (ENERGI- EWENDE, 2015)	14
Figura 3 – Evolução da Geração Fotovoltaica na Alemanha entre 1990 e 2013. Fonte(AGENCY., 2013)	15
Figura 4 – Produção Fotovoltaica proveniente da GD no estado do DF simulada no software OpenDSS.	18
Figura 5 – Curva de carga típica de um dia útil da região de Brasília no mês de Fevereiro simulado no software OpenDSS.	18
Figura 6 – Esquemático modular PRODIST. Fonte (PRODIST, 2012)	24
Figura 7 – À esquerda um transformador aparentemente novo sem identificação e à direita um transformador em condições precárias.	28
Figura 8 – Modelo sistema fotovoltaico utilizado pelo OpenDSS. (DUGAN, 2012)	29
Figura 9 – Sistema de Alimentação do Lago Sul.	30
Figura 10 – Pontos de inserção de minigeração do cenário 6.	31
Figura 11 – Pontos de inserção de minigeração do cenário 8.	32
Figura 12 – Perdas Ativas no sistema.	33
Figura 13 – Perdas Ativas no sistema, cenários 6, 7 e 8	34
Figura 14 – Redução da demanda de potência ativa	35
Figura 15 – Fator de potência por hora do consumo.	36
Figura 16 – Diferença da demanda de potência reativa.	37
Figura 17 – Tensão monitor 1002.	37
Figura 18 – Tensão nos monitores.	38
Figura 19 – Circuito TG01 Georreferenciado	43
Figura 20 – Circuitos Lago Sul Georreferenciados	44
Figura 21 – Perdas simuladas pelo software OpenDSS	44
Figura 22 – Demanda simulada pelo software OpenDSS	45

Lista de tabelas

Tabela 1 – Cronologia Regulatória de Geração Distribuída Fonte: ANEEL	20
Tabela 2 – Níveis de tensão considerados para a conexão de centrais geradoras. Fonte (ANEEL, 2017)	25
Tabela 3 – Dados Levantados.	27

Lista de abreviaturas e siglas

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CEB	Companhia Energética de Brasília
FP	Fator de Potência
GD	Geração Distribuída
GDFV	Geração Distribuída Fotovoltaica
GPS	Sistema de Posicionamento Global
kW	Quilowatt
MW	Megawatt
ONS	Operador Nacional do Sistema
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
REN	Resolução Normativa
SEB	Sistema Elétrico Brasileiro
SIN	Sistema Interligado Nacional

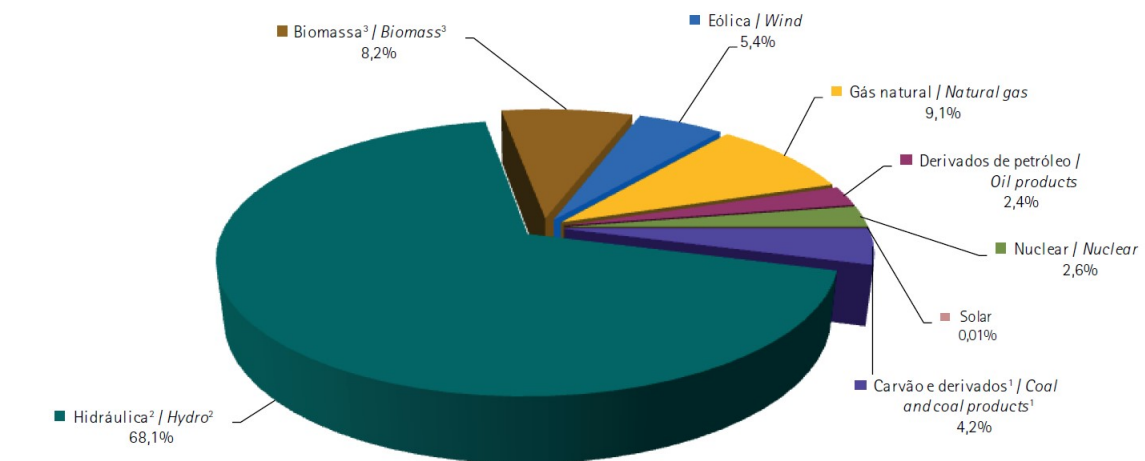
Sumário

1	INTRODUÇÃO	13
1.1	Contextualização	13
1.2	Objetivos Gerais	16
1.3	Objetivos Específicos	16
2	REFERENCIAL TEÓRICO	17
2.1	Geração Distribuída	17
2.1.1	Vantagens	17
2.1.2	Desvantagens	17
2.1.3	Demais impactos à rede	19
2.2	Legislação sobre a Geração Distribuída	20
2.2.1	Resolução Normativa ANEEL nº 482	21
2.2.2	Resolução Normativa ANEEL nº 687	22
2.2.3	Resolução Normativa ANEEL nº 786	23
2.2.4	PRODIST - Módulo 3	23
2.3	Perdas na Rede de Distribuição	25
3	METODOLOGIA	27
3.1	Georreferenciamento	27
3.2	Simulação	28
3.2.1	Materiais	28
3.2.2	Método	29
3.2.3	Cenários	30
4	RESULTADOS E DISCUSSÕES	33
4.1	Perdas	33
4.2	Fator de Potência e Demanda	34
4.3	Queda de tensão	37
5	CONCLUSÕES	39
	REFERÊNCIAS	40
	ANEXOS	42
	ANEXO A – PRIMEIRO ANEXO	43

1 Introdução

1.1 Contextualização

Ao analisarmos a matriz elétrica do Brasil podemos perceber que há uma participação predominante de energia de origem renovável, com destaque para geração hidráulica, com 68,1% de participação da oferta interna. Ao somar as outras fontes renováveis, têm-se 81,7% da oferta interna, isso significa que essas outras fontes participam apenas com 13,6% do total (EPE, 2017).



Notas / Notes:

1. Inclui gás de coqueria / Includes coke oven gas

2. Inclui importação de eletricidade / Includes electricity imports

3. Inclui lenha, bagaço de cana, lixívia e outras recuperações / Includes firewood, sugarcane bagasse, black-liquor and other primary sources

Figura 1 – Oferta Interna de Energia Elétrica por Fonte. Fonte (EPE, 2017)

A dependência da geração hidráulica se torna evidente, devido a sua produção ser de mais da metade da energia consumida. E isso pode ser facilmente explicado pelo fato do Brasil ser o país com o maior potencial hídrico no mundo, com aproximadamente 12% de toda a água doce do planeta (MACHADO et al., 2003). Porém, apesar de tanta abundância, o país vem enfrentando uma das maiores crises hídricas da história, desde 2014 os índices pluviométricos estão abaixo do normal.

A escassez de água afeta diretamente a produção de energia de fonte hidráulica, alterando sua disponibilidade e tornando mais caro o custo global da energia disponível aos consumidores. Uma crise hídrica severa tem como consequência um racionamento de energia involuntário, forçando indústrias a pararem seu funcionamento nos horários de pico de consumo e afastando investimentos do país.

Uma alternativa para aumentar a produção de energias renováveis é a Geração Distribuída (GD), que consiste em ter várias centrais de menor porte produzindo energia, seja ela para consumo próprio ou para injetar na rede. A geração distribuída pode ser por meio de fontes renováveis de energia, que são inesgotáveis ou de ciclo rápido, ao contrário das não renováveis, como por exemplo, o petróleo (combustível fóssil) que tem o ciclo de milhões de anos.

Esta opção já vem dando certo em países desenvolvidos e com alto Índice de Desenvolvimento Humano (IDH), como por exemplo a Alemanha, que, com foco na GD, tornou-se o maior produtor de energia solar. Com uma produção de 19,47% desta fonte, do total da sua capacidade instalada ([ENERGIEWENDE, 2015](#)).

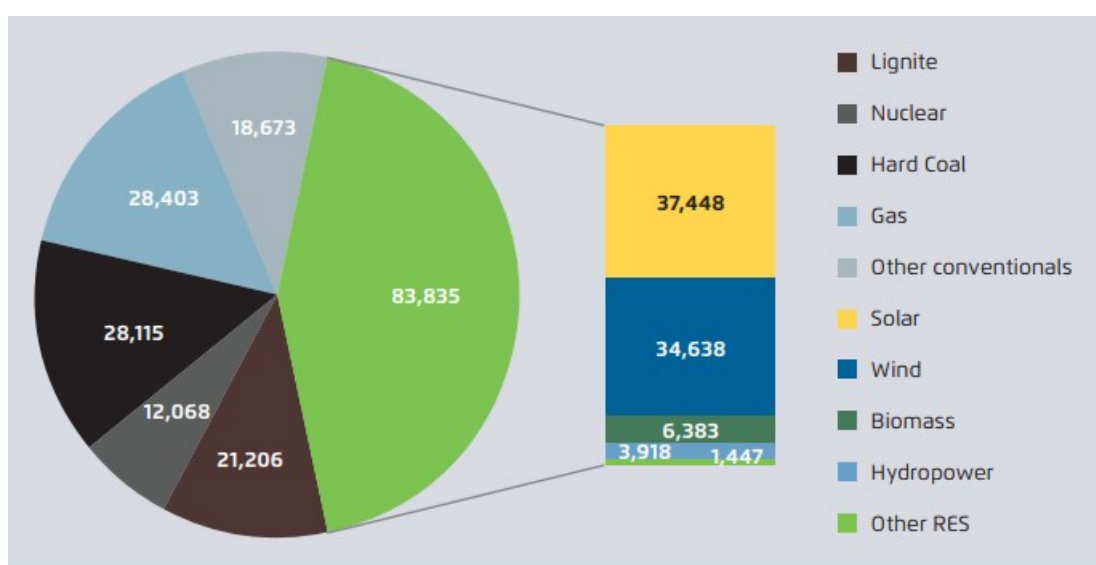


Figura 2 – Capacidade Instalada Alemã em 07/2014 em MW. Fonte ([ENERGIEWENDE, 2015](#))

Essa grande produção de energia solar na Alemanha é devida ao investimento governamental por meio de incentivos econômicos e política energética. Um exemplo de apoio por parte do governo teve início a partir do ano 2000, com a implementação do Erneuerbare Energien Gesetz (EEG), que consiste em estimular a geração de energia elétrica baseada em fontes renováveis, entre elas a solar e a eólica. Com a entrada da EEG em vigor começou a crescer e ganhar espaço a GD em pequena escala, cuja terminologia veio a ser minigeração e microgeração distribuída.

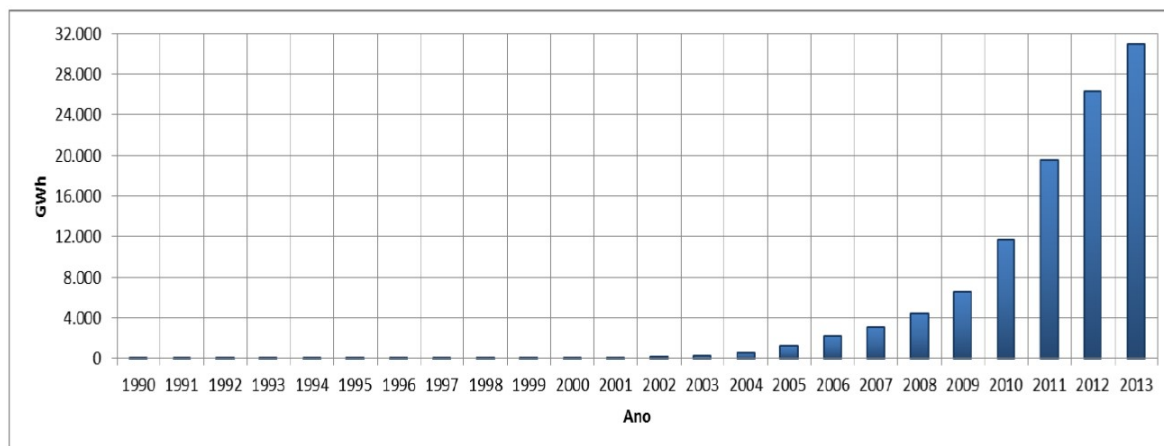


Figura 3 – Evolução da Geração Fotovoltaica na Alemanha entre 1990 e 2013.
Fonte([AGENCY., 2013](#))

A energia fotovoltaica é a energia renovável que apresenta maior taxa de crescimento anual desde 1990 até 2015, um percentual de 45,5%, entre os países que participam da International Energy Agency ([AGENCY., 2017](#)).

A preocupação com o meio ambiente vem crescendo no Brasil e no mundo, novas políticas vêm sendo praticadas e novos acordos selados. A Organização das Nações Unidas (ONU) cita em um dos seus objetivos de desenvolvimento sustentável a importância de assegurar o acesso confiável, sustentável, moderno e a preço acessível para todos de energia. E ainda indica que a energia é a principal contribuinte para as mudanças do ecossistema global e responsável por 60% das emissões dos gases do efeito estufa.

Diante desse cenário, a ANEEL vem criando um ambiente regulatório, por meio de publicação de Resoluções Normativas (REN), visando ampliar a participação de geração de fontes renováveis de pequeno porte e esse ambiente está fomentando a disseminação da GD no Brasil.

Desde 2012 com a criação da REN ANEEL nº482, que estabelece as condições para conexão de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação, tornando o cenário nacional mais atrativo para usuários da rede interessados em instalar uma pequena central geradora, houve um aumento significativo na produção de energia solar no Brasil.

Brasília fica no Centro-Oeste, região tropical e com alto índice de irradiação solar ao longo do ano, perdendo apenas para a região Norte e Nordeste, constitui um ambiente propício do ponto de vista técnico para a utilização de uma geração distribuída fotovoltaica (GDFV) ([PEREIRA et al., 2006](#)).

Tendo em vista o grande potencial do Brasil para crescimento da energia solar e o ambiente regulatório que vem sendo criado pela ANEEL é importante avaliar a viabilidade

e aplicabilidade técnica e operacional da regulamentação que trata do assunto GDFV.

As Resoluções Normativas da ANEEL criam as regras a serem seguidas e todos os parâmetros necessários para conexão de novos geradores à rede. No entanto, toda especificação técnica e dados necessários para instalação do projeto estão descritas no Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST).

Com o propósito de simular possíveis cenários reais, analisar do ponto de vista técnico e operacional, verificar vantagens e desvantagens da GDFV é necessário fazer o georreferenciamento para a identificação de locais onde seja viável a instalação de plantas solares para a conexão em redes de média tensão da Companhia Energética de Brasília (CEB). O georreferenciamento nos permite encontrar locais com áreas não construídas ou locais onde as construções já existentes permitam a instalação de novos módulos solares para GDFV.

Após a identificação dos locais com área disponível para implementação da GDFV e análise das simulações e mensuração dos impactos causados e perdas na rede, é possível através de parâmetros de comparação avaliar a efetividade da REN ANEEL nº 482.

1.2 Objetivos Gerais

Analisar a efetividade da inserção de microgerações distribuídas em circuitos reais da Companhia Energética de Brasília (CEB), com a utilização do software OpenDSS, de acordo com a Resolução Normativa da ANEEL de número 482, que trata da geração distribuída.

1.3 Objetivos Específicos

- Aplicar uma metodologia de sistemas de informação para a georreferenciação dos alimentadores TG01, 1001, 1002, 1003, 1004, 1005, 1006 e 1007;
- Avaliar a viabilidade técnica da instalação de GDFV em circuitos reais a partir da simulação no software OpenDSS;
- Realizar simulações diárias em diferentes cenários usados como casos de estudo dos impactos da microgeração distribuída em sistemas de distribuição;
- Observar as perdas, o fluxo de potência e a variação de tensão, assim como a influência da inserção de geração distribuída fotovoltaica em cada um dos cenários;
- Apontar o cenário que possui melhores resultados em relação a perdas.

2 Referencial Teórico

2.1 Geração Distribuída

A geração distribuída tem como principal característica a proximidade entre a carga e a geração. Já que quem está produzindo a energia consumida pela carga é a própria unidade consumidora ou uma próxima a ela. Diminuindo os impactos no que tange às perdas técnicas.

2.1.1 Vantagens

A principal vantagem do ambiente com GD consiste em trazer a produção da energia para perto da carga, diminuindo as perdas técnicas do sistema.

A inserção de geração solar em um alimentador de distribuição faz com que a energia gerada possa ser consumida diretamente por unidades consumidoras próximas às cargas, diminuindo a capacidade máxima necessária para atendimento à demanda do circuito (potência de pico)([ABDULLAH et al., 2013](#)).

Ainda existe o viés ambiental que essas fontes possuem, com a baixa emissão de carbono e capacidade de diminuir o impacto no meio ambiente causado pela geração de energia. Esse apelo ambiental vem se tornando um fator significativo desde que começou-se a falar de aquecimento global e houve uma maior preocupação com relação à sustentabilidade.

Além de fatores técnicos e ambientais, a GD apresenta um fator econômico favorável para as unidades consumidoras. De acordo com a REN ANEEL nº482, as unidades consumidoras que produzem energia podem injetar na rede integrada o excedente de energia produzido por elas, assim gerando um crédito que pode ser usado para abater na conta de luz. Tudo isso tem o intuito de atrair investimentos e aumentar a produção de energia renovável no Brasil.

2.1.2 Desvantagens

A energia solar e a eólica são fontes intermitentes de energia. Isso significa que elas não podem ser fornecidas continuamente, que dependem de fatores não controláveis, fatores climáticos. O fato de não poder ser armazenada em sua forma original de energia, é um grande problema para o operador nacional do sistema. Se compararmos o pico de geração fotovoltaica (Figura 4) com o da curva de carga (Figura 5) podemos perceber

que são em horários distintos. O que significa que o horário de máxima geração solar não coincide com o auge do consumo.

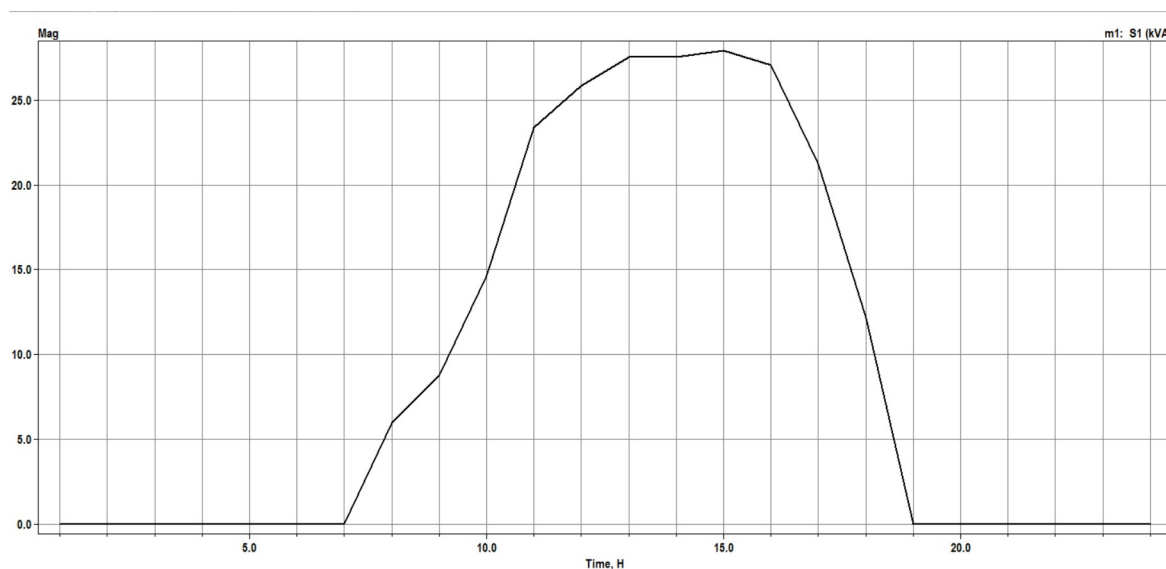


Figura 4 – Produção Fotovoltaica proveniente da GD no estado do DF simulada no software OpenDSS.

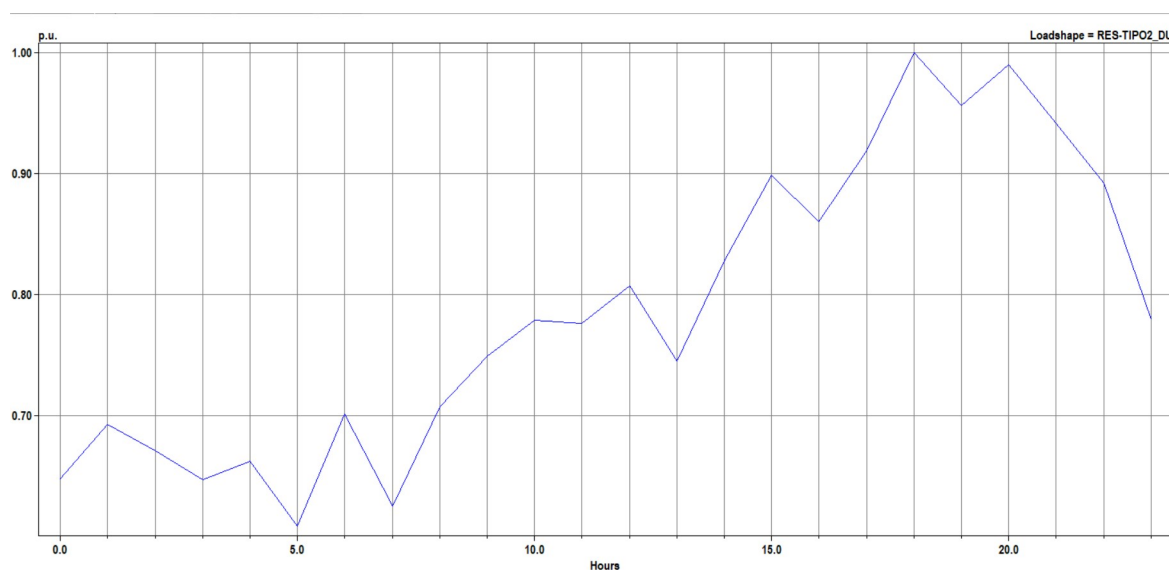


Figura 5 – Curva de carga típica de um dia útil da região de Brasília no mês de Fevereiro simulado no software OpenDSS.

A Geração solar tem seu pico no período da tarde, enquanto a máxima demanda vem no período da noite entre 18 horas e 20 horas. A concessionária é obrigada a comprar a energia excedente proveniente da GDFV em um horário em que não há necessidade.

No caso do consumo residencial onde o pico de carga é noturno, níveis muito elevados de penetração de GDFV implicariam, em teoria, em picos de geração que utilizariam a rede elétrica para escoar todo o excedente. Nesse caso, além de não contribuir para a

redução do pico de consumo, a presença de GDFV poderia criar uma demanda máxima de geração a ser atendida pela rede, que pode ser superior ao atual pico de carga e, assim, seriam necessários investimentos adicionais na rede em virtude da presença de GDFV.

Além disso, caso a energia seja gerada em momentos não coincidentes com o consumo ou na hipótese de a quantidade de geração ser elevada em relação à carga, a presença de GD pode acarretar sobrecarga em linhas e transformadores, aumentando perdas, demandando investimentos antes desnecessários e contribuindo para que as tensões se elevem de maneira inadequada.

2.1.3 Demais impactos à rede

Além dos fatores já citados neste trabalho, a inserção de GDFV tem outros impactos na rede de distribuição, que são significativos e importantes, e que devem ser avaliados. Alguns deles são:

- Harmônicos: a GD (principalmente a solar) utiliza inversores para a conexão à rede que podem levar a distorção na forma ondular da tensão devido a injeção de correntes harmônicas provenientes dos equipamentos eletrônicos de conversão. Sabendo que a forma de onda injetada por esses equipamentos se aproxima mais da senoidal do que as de carga geralmente conectadas à rede, foram identificadas situações em que redes com elevada penetração de GDFV apresentam altas taxa de distorção harmônica na tensão (ENSLIN et al., 2003). No entanto, ainda há autores que defendem que esse efeito seja pequeno e não significativo (BOLLEN; SCHWAEGERL; SCHMITT, 2007);
- Proteção: a penetração da GD pode causar um impacto na proteção dos sistemas de distribuição de energia elétrica de duas maneiras distintas: por meio da injeção de corrente de falta pela central geradora ou pela necessidade de ajustes no sistema de proteção previamente existente na rede (JENKINS, 2010);
- Afundamentos de tensão: tendo em vista que já podem existir afundamentos de tensão, os inversores que conectam a GDFV à rede podem operar aumentando a potência injetada no sistema quando percebem um afundamento na rede. Esse seria um benefício à rede porém, existem estudos que em redes de baixa e média tensão esse benefício da GDFV é pequeno ou imperceptível (RENDERS et al., 2008);
- Possibilidade de operação ilhada: caso ocorra um interrompimento no fornecimento de energia pela rede, há a possibilidade de continuar havendo geração ilhada para as unidades próximas àquela unidade geradora. Contudo, esse modo de operação é proibido pelas regulamentações atuais (COMMITTEE et al., 2003).

2.2 Legislação sobre a Geração Distribuída

O tema surgiu inicialmente em 2001, conforme cronologia abaixo:

Tabela 1 – Cronologia Regulatória de Geração Distribuída Fonte: ANEEL

2001	Primeira citação da Geração Distribuída. Resolução nº 7 do CNPE.
2004	Lei nº 10.848 (possível fonte de contratação de energia). Decreto nº 5.163 (regulamentou a contratação dessa energia).
2005	Audiência Pública AP-022 resultou a Resolução Normativa 167 (condições para a comercialização de energia proveniente de geração distribuída).
2006	Resolução Normativa 323 (critérios e procedimentos para a informação, registro, aprovação e homologação pela ANEEL dos contratos de comercialização desse tipo de energia).
2010	Primeira citação da Micro e Mini Geração Distribuída. Consulta Pública CP-015 (geração distribuída de pequeno porte a partir de fontes renováveis e conectada diretamente à rede de distribuição). Ministério de Minas e Energia cria Grupo de Trabalho SmartGrid. Consulta Pública CP-018 (agenda regulatória da ANEEL propõe discutir a micro e mini geração distribuída no biênio 2011-2012).
2012	Resolução Normativa 482 (primeiro marco regulatório sobre o acesso da nova modalidade de geração e a forma de como a energia gerada seria tratada dentro do âmbito comercial de uma distribuidora). Audiência Pública AP-100 (discussão da Resolução Normativa 482).
2013	Agenda regulatória da ANEEL propõe acompanhar a micro e mini geração distribuída no biênio 2014-2015 e a Resolução Normativa 482.
2014	Resolução Normativa 607 (operacionalização do acesso e contratos da micro e mini geração distribuída no PRODIST). Audiência Pública AP-037 resultou a Resolução Normativa 687 (aprimoramento da Resolução Normativa 482).
2015	Portaria 538 do Ministério de Minas e Energia cria o Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD). Lei 13.203 estabelece o Valor Anual de Referência (VR) e do Valor Anual de Referência Específico (VRES) para geração distribuída.
2016	Resolução Normativa 687 (altera procedimentos de acesso da micro e mini geração distribuída no PRODIST)
2017	Resolução Normativa 786 (altera procedimentos de acesso da micro e mini geração distribuída no PRODIST)

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Autarquia sob regime especial, vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME), tem a finalidade de regular e fiscalizar a produção, a transmissão, a distribuição e a comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal. É o órgão responsá-

vel pela elaboração, aplicação e atualização dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST)(PRODIST, 2012).

O cumprimento dos contratos de concessão e as atividades desenvolvidas pelas concessionárias são regulados e fiscalizados pela ANEEL, agência responsável por regir um conjunto de regras dispostas em resoluções e no documento intitulado PRODIST, que orienta as atividades técnicas e de desempenho para consumidores e produtores de energia, concessionárias e distribuidoras de energia quanto à distribuição, estabelecendo critérios e indicadores de qualidade (PRODIST, 2012).

A ANEEL tem como objetivo também assegurar ao consumidor o pagamento de um valor justo, o acesso a um serviço contínuo e de qualidade e também garantir à distribuidora o equilíbrio econômico financeiro para cumprir o contrato de concessão (PRODIST, 2012).

2.2.1 Resolução Normativa ANEEL nº 482

A Resolução Normativa ANEEL nº482, de 17 de Abril de 2012 estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências(ANEEL, 2012).

A REN ANEEL nº 482 também impunha os limites das centrais geradoras de energia elétrica, sendo eles de uma potência instalada menor ou igual a 100kW para a microgeração distribuída e uma potência instalada acima de 100kW e menor ou igual a 1MW para a minigeração distribuída. Sendo elas fontes hidráulicas, solares, eólicas ou de biomassa.

O principal intuito da REN ANEEL nº 482 é reduzir as barreiras regulatórias existentes para a conexão de geração distribuída de pequeno porte disponível na rede de distribuição, introduzir o sistema de compensação de energia elétrica (net metering), além de estabelecer adequações necessárias no PRODIST.

O sistema de compensação energética funciona de modo que a unidade consumidora produz sua energia e o excedente é injetado na rede, cedido à distribuidora local, gerando créditos que serão posteriormente compensados com o consumo de energia elétrica dessa mesma unidade consumidora. Este não necessita ser no mesmo mês em que houve a geração.

Foram definidos também os limites dos grupos de consumidores, grupo A (alta tensão) atendidos em tensão igual ou superior a 2,3kV ou por sistema subterrâneo de distribuição, caracterizado pela tarifa binômia (aplicada ao consumo de demanda faturável), a potência total da central geradora fica limitada à demanda contratada pela unidade consumidora. E grupo B (baixa tensão) que são os atendidos por tensão inferior a 2,3kV,

caracterizado pela tarifa monômnia (aplicável apenas ao consumo), sendo a potência limitada pela carga instalada na unidade consumidora.

2.2.2 Resolução Normativa ANEEL nº 687

Três anos após a publicação da REN ANEEL nº 482, a REN ANEEL nº 687 de 24 de Novembro de 2015 veio alterar a REN ANEEL nº 482 e os Módulos 1 e 3 do PRODIST.

Sua principal alteração veio no artigo 1º, modificando os limites de microgeração, que passaram a ser de potência instalada menor ou igual a 75kW e os de minigeração com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas, ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica ([ANEEL, 2015](#)).

Outra modificação considerável na REN ANEEL nº687 é a definição das novas modalidades de geração distribuída, sendo elas:

- Empreendimento com múltiplas unidades consumidoras, condomínios verticais e/ou horizontais, situados em uma mesma área ou área contígua, com o sistema gerador instalado em área comum, onde as unidades consumidoras do local e a área comum do condomínio sejam energeticamente independentes entre si. Assim, os créditos energéticos gerados são divididos entre os condôminos participantes e a área comum do empreendimento, sob responsabilidade do condomínio, da administração ou do proprietário do local;
- Geração compartilhada, consumidores de CPF ou CNPJ distintos, abastecidos pela mesma concessionária distribuidora, associados por meio de cooperativa ou consórcio, onde a unidade micro ou minigeradora fica em local diferente das unidades consumidoras compensatórias;
- Autoconsumo remoto, consumidores pessoa física (PF) e pessoa jurídica (PJ) que possuem unidades consumidoras de mesma titularidade, inclusive matriz e filial no caso da PJ, onde a geração distribuída de energia elétrica está em local diferente dos locais que fazem uso dos créditos energéticos.

Agora, podemos identificar melhor os tipos diferentes de sistema de compensação de energia elétrica (net metering), que podem também ser classificadas com relação aos locais onde a GDFV será instalada e nos quais os créditos gerados poderão ser consumidos([VIEIRA, 2017](#)):

- Net metering convencional: os créditos gerados em um sistema de geração conectado a certa unidade consumidora podem ser utilizados somente nessa mesma unidade;

- Net metering agregado: os créditos gerados em um sistema de geração conectado a certa unidade consumidora podem ser utilizados por esta unidade, por unidades consumidoras localizadas no mesmo terreno ou em terrenos contíguos;
- Net metering virtual: os créditos gerados em um sistema de geração conectado a uma unidade consumidora podem ser utilizados em qualquer unidade consumidora do mesmo proprietário;
- Net metering comunitário: a geração pode ser instalada em lugar distante da unidade consumidora e os créditos podem ser utilizados em qualquer unidade, podendo-se atribuir porcentagens de créditos de uma determinada usina a diferentes consumidores.

Outra alteração importante foi o aumento do prazo para utilização dos créditos gerados pela unidade consumidora, que foi alterado de 36 meses para 60 meses, constituindo um fator a mais de atratividade para investidores.

2.2.3 Resolução Normativa ANEEL nº 786

A publicação da REN ANEEL nº 786 de 17 de Outubro de 2017 vem alterar a REN nº 482, de 17 de abril de 2012 em relação aos limites de produção de energia, já alterados também pela REN ANEEL nº 687, aumentando o máximo de potência instalada de 3kW para 5kW para fontes hídricas.

2.2.4 PRODIST - Módulo 3

O PRODIST (Procedimentos de Distribuição) são as regras vigentes no sistema de distribuição do setor elétrico brasileiro (SEB), elaboradas pela ANEEL com participação dos agentes de distribuição e outras entidades e associações do SEB, que incluem redes e linhas em tensão inferior a 230kV. Estas têm por objetivo normatizar e regulamentar as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica, disciplinar o relacionamento entre as distribuidoras de energia elétrica e os demais agentes do sistema (unidades consumidoras e centrais geradoras).

O PRODIST é composto de seis módulos técnicos, que abrangem as macroáreas de ações técnicas dos agentes de distribuição, e dois módulos integradores, conforme a Figura 2.2.4.

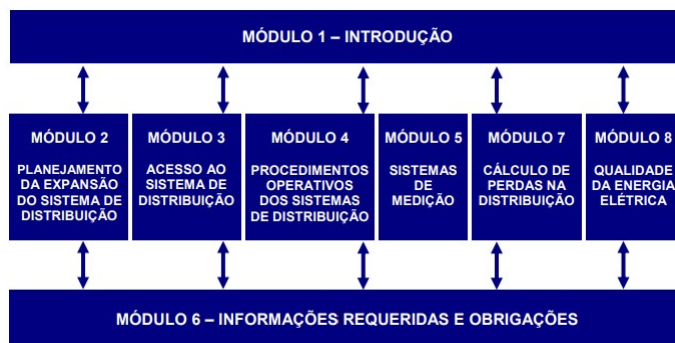


Figura 6 – Esquemático modular PRODIST. Fonte ([PRODIST, 2012](#))

O módulo 1 do PRODIST apresenta os objetivos gerais, a legislação vigente que disciplina as atividades de distribuição.

O módulo 2 estabelece os procedimentos básicos para planejamento da expansão do sistema de distribuição, os requisitos mínimos de informações e os critérios básicos para sua troca entre diversos agentes envolvidos no planejamento do sistema elétrico de distribuição.

O módulo 3 estabelece as condições de acesso aos sistemas elétricos de distribuição e define os critérios técnicos e operacionais, os requisitos de projeto, as informações, os dados e a implementação da conexão.

Para a compreensão deste estudo é fundamental o Módulo 3 que regulamenta a GD. Este módulo estabelece as condições e contratos de acesso aos sistemas elétricos de distribuição, define os critérios/condições e requisitos técnicos/operacionais, as informações, os dados e a implementação da conexão ([ANEEL, 2017](#)).

Para centrais geradoras que se enquadrarem no conceito de micro ou minigeração distribuída, os níveis de tensão de conexão a serem considerados são aqueles definidos em conformidade com o disposto na REN ANEEL nº 786 ([ANEEL, 2017](#)). Para efeito de acesso e estabelecimento das proteções mínimas necessárias para o ponto de conexão de centrais geradoras, são consideradas as faixas de potência indicadas na Tabela 2.

Tabela 2 – Níveis de tensão considerados para a conexão de centrais geradoras. Fonte (ANEEL, 2017)

Potência Instalada	Nível de Conexão
< 10 kW	Baixa Tensão
10 a 75 kW	Baixa Tensão
76 a 150 kW	Baixa Tensão/Média Tensão
151 a 500 kW	Baixa Tensão/Média Tensão
501 kW a 10 MW	Média Tensão/Alta Tensão
11 a 30 MW	Média Tensão/Alta Tensão
> 30 MW	Alta Tensão

O módulo 4 determina os procedimentos de operação do sistema, fornecendo aos agentes envolvidos diretrizes para que possam formular planos que incluam a previsão de carga, o controle de qualidade do suprimento de energia, além de determinar os procedimentos de relacionamento operacional e de comunicação entre as distribuidoras, as transmissoras e os centros de despacho de geração distribuída (FERRATO, 2016).

O módulo 5 especifica os sistemas de medição de grandezas elétricas do sistema de distribuição aplicáveis ao faturamento de energia elétrica e apresenta os requisitos básicos mínimos para a especificação geral dos sistemas de medição.

O módulo 6 define como as informações referentes às ações técnicas desenvolvidas nos sistemas elétricos de distribuição serão intercambiadas entre os agentes de distribuição.

O módulo 7 determina a metodologia de como deve ser realizada a obtenção dos dados para o cálculo e a medição das perdas do sistema de distribuição, além de definir os indicadores para a avaliação e apuração de perdas.

O módulo 8 define os aspectos qualitativos tanto para o produto quanto para o serviço prestado.

2.3 Perdas na Rede de Distribuição

No SEB há perdas desde a geração até a distribuição da energia, e a caracterização dessas perdas são de extrema importância. Encontrar os fatores que impulsionam as perdas e possíveis melhorias na rede são fundamentais para a melhoria do serviço prestado aos consumidores (BERNARDES, 2011).

Quanto menos perdas a concessionária tiver, menor será a oneração do consumidor final. Há na legislação sobre revisão de tarifas, incentivos para a concessionária reduzir suas perdas. O ganho é bilateral, já que o valor da tarifa será reduzido para o consumidor

também (BERNARDES, 2011).

As perdas de energia elétrica podem ser caracterizadas como técnicas e não técnicas. Sendo as perdas técnicas originárias de fenômenos físicos associados à transferência de energia elétrica da geração até a carga, parte dessa energia é dissipada em transformadores e condutores da rede de transmissão e distribuição. Ainda sobre as perdas técnicas, estas podem ser divididas em dois grupos (BERNARDES, 2011):

- Perdas ativas: são resultantes do efeito Joule, estas perdas constituem grande parte das perdas técnicas e estão localizadas em todos os condutores elétricos. As perdas ativas são proporcionais ao quadrado da corrente elétrica que percorre nos condutores e são determinadas multiplicando-se este valor pela sua resistência elétrica. Outro aspecto que contribui para as perdas ativas é o efeito pelicular, através do aumento da resistência do condutor. Esse efeito altera a seção útil do condutor, uma vez que a densidade de corrente tende a ser maior na superfície do condutor e menor no seu eixo (BERNARDES, 2011);
- Perdas reativas: ocorrem nas reatâncias dos equipamentos. Essas reatâncias nos sistemas de transmissão armazenam energia em cada meio ciclo, para logo em seguida devolver essa energia à fonte. Com isso, a energia reativa não será efetivamente perdida, mesmo sendo necessária para o funcionamento dos componentes do sistema como, por exemplo, motores elétricos. Embora não aconteça perda de forma direta, isto influencia no aumento das perdas por conta do aumento da corrente nas linhas (BERNARDES, 2011).

Já as perdas não técnicas são denominadas perdas comerciais. São causadas por erros de medição, erros de ligação, desvios, roubos e fraudes em equipamentos. Essa parcela tem grande contribuição para o acréscimo na tarifa energética final (BERNARDES, 2011).

Segundo informação da Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica (ABRADEE), o prejuízo total das empresas pode superar os 20 %, considerando ainda as perdas técnicas referentes ao volume de energia comprado pelas concessionárias, mas não totalmente faturado.

Apesar da CEB apresentar o 12º menor percentual de perdas entre as concessionárias, esse número ainda continua expressivo, representando uma perda de 11,4% do total de energia disponível para concessionária.

3 Metodologia

A partir de um circuito real fornecido pela CEB, foi necessária a utilização de um sistema de informações geográficas para georreferenciar os alimentadores que foram simulados. Após o georreferenciamento foi possível fazer o geoprocessamento e obter as informações relevantes para o trabalho.

3.1 Georreferenciamento

Foi utilizado o software Quantum Geographic Information System (QGIS), um programa livre e aberto que possibilita o georreferenciamento de pontos específicos, para os transformadores do circuito TG01, localizado em Taguatinga-DF e dos circuitos 1005 e 1006 localizados no Lago Sul-DF.

Utilizou-se um celular do tipo smartphone com o aplicativo HereGPS para colheita das coordenadas, pois foi o que apresentou maior sensibilidade e maior precisão em relação a outros aplicativos testados.

As coordenadas foram colhidas individualmente e era esperado cerca de 15 segundos para estabilização da localização de GPS. As coordenadas eram anotadas com 5 casas decimais, pois a partir da quinta casa já não apresentava exatidão nem mudança prejudicial para análise posterior do mapeamento.

Foram levantadas em saída de campo as coordenadas geográficas dos transformadores de cada circuito de acordo com a tabela 3 e segue em anexo, tabela com o levantamento de todas as identificações dos transformadores e coordenadas. Observamos que não foi possível a identificação dos transformadores, em alguns casos, devido ao precário estado de conservação destes.

Tabela 3 – Dados Levantados.

Circuito	Quantidade de Trafos georreferenciados
TG01	96
1001	9
1002	39
1003	49
1004	89
1005	94
1006	88
1007	35

A maior dificuldade do georreferenciamento foi a identificação de cada transforma-

dor, em função do estado de conservação (Figura 7), pois alguns se encontram em estado precário de conservação, da reposição sem identificação e substituições, nos quais, os registros estavam divergentes dos registros que constavam do circuito real para simulação no software OpenDSS.



Figura 7 – À esquerda um transformador aparentemente novo sem identificação e à direita um transformador em condições precárias.

3.2 Simulação

3.2.1 Materiais

Será utilizado para fim de todas as simulações em vários cenários diferentes, o software de simulação Open Distribution System Simulator (OpenDSS), que é uma ferramenta de simulação de sistemas elétricos aplicável ao segmento de distribuição.

O OpenDSS é o programa indicado pela ANEEL para cálculo de perdas por meio da metodologia de fluxo de carga indicado no módulo 7 do PRODIST.

A principal vantagem do OpenDSS é que podemos utilizar um sistema elétrico de um alimentador real da rede de distribuição. Os sistemas utilizados serão correspondentes a alimentadores de distribuição da CEB localizados em Brasília-DF.

O OpenDSS dispõe de um modelo desenvolvido para simular geração fotovoltaica, o PVSystem Element Model, constituído por um único bloco que reúne o gerador fotovoltaico e o inversor de uma maneira conveniente para realização de estudos de impacto em sistemas de distribuição (DUGAN, 2012).

O modelo, representado na Figura 8, assume que o inversor é capaz de encontrar o ponto de máxima potência do sistema fotovoltaico rapidamente, através da inserção da curva característica de potência versus temperatura do módulo, o que simplifica a modelagem dos componentes individuais e é adequado para as simulações. No modelo, a potência ativa (P) é função da irradiação, da temperatura do módulo (T) e da potência (P_{mpp}) na temperatura T e irradiação de 1 kW/m^2 , de acordo com a curva característica do módulo. Além disso, é necessário inserir a curva característica de eficiência do inversor de acordo com a potência de operação. A potência reativa pode ser especificada por um valor fixo ou através do fator de potência (FP). Como no Brasil as microgerações ainda não tem a possibilidade de compensar reativos de forma rentável, de acordo com (ANEEL, 2015), as simulações realizadas neste trabalho consideram um FP unitário.

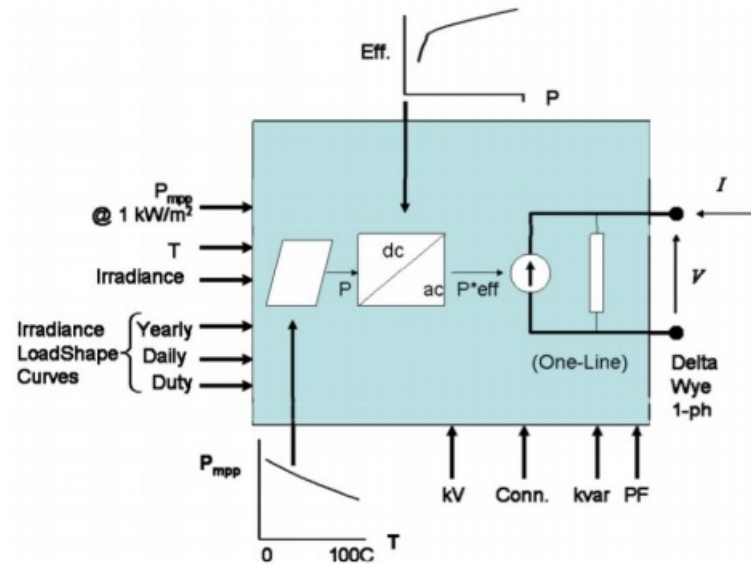


Figura 8 – Modelo sistema fotovoltaico utilizado pelo OpenDSS. (DUGAN, 2012)

Uma das vantagens do uso do OpenDSS em relação à geração fotovoltaica é que ele fornece a possibilidade de criar diversos cenários em que a utilização de GDFV seria possível tornando mais fácil a análise quanto ao fluxo de potência, variação de tensão, melhores horários para despacho de energia, entre outros fatores.

3.2.2 Método

Para montagem dos circuitos, as unidades consumidoras tiveram sua localização simplificada de modo que os transformadores alimentem só um tipo de carga (residencial ou comercial)(SHAYANI, 2011).

Para simulações foi montado um circuito que conecta 7 alimentadores do Lago Sul, sendo eles, 1001, 1002, 1003, 1004, 1005, 1006 e 1007.

A rede de distribuição do Lago Sul é composta por 8 alimentadores em toda sua extensão. A Figura 9 mostra a como é composto o sistema que será utilizado no presente estudo.



Figura 9 – Sistema de Alimentação do Lago Sul.

3.2.3 Cenários

Após a realização do georreferenciamento, foram identificadas áreas físicas com possibilidade de implantação de geração distribuída. Observando parâmetros e regras constantes das REN vigentes, foram definidos alguns cenários com diferentes modalidades de geração distribuída, tais como empreendimento com múltiplas unidades consumidoras, geração compartilhada ou autoconsumo remoto, para o total de potência instalada, permitindo a comparação para avaliação dos melhores resultados.

Os cenários tiveram como limite máximo 12 MW de potência instalada, que é próximo a carga máxima do circuito do Lago Sul.

- 1º Cenário – 1 minigeração com potência instalada de 1MW conectado no segmento de média tensão do transformador 1862 do circuito 1001;
- 2º Cenário – 1 minigeração com potência instalada de 3MW conectado no segmento de média tensão do transformador 1862 do circuito 1001;

- 3º Cenário – 2 minigerações de 3MW de potência instalada cada um, conectados no segmento de média tensão do transformador 1862 e 1576 do circuito 1001;
- 4º Cenário – 2 minigerações de 3MW de potência instalada cada um, conectados no segmento de média tensão do transformador 0314 e 5775 do circuito 1002;
- 5º Cenário – 6 minigerações de 1MW de potência instalada cada um, conectados no segmento de média tensão do transformador 1862(1001), 0314(1002), 3686(1003), 1786(1005), 4021(1006) e 1772(1007), como mostra a Figura 10, na qual constam as minigerações, destacadas em branco;



Figura 10 – Pontos de inserção de minigeração do cenário 6.

- 6º Cenário – foram simulados juntos os cenários número 3 e 4, totalizando 12MW de potência instalada;
- 7º Cenário – igual o cenário 5, porém com o dobro de potência em cada minigeração, totalizando 12MW de potência instalada;
- 8º Cenário - 12 minigerações de 1MW de potência instalada cada um, conectados no segmento de média tensão do transformador 1862(1001), 2389(1001), 0314(1002), 0452(1002), 0967(1003), 3686(1003), 1450(1005), 1786(1005), 1288(1006), 4021(1006), 1772(1007) e 4702(1007), como mostra a Figura 11, no qual constam as minigerações destacadas em branco.



Figura 11 – Pontos de inserção de minigeração do cenário 8.

4 Resultados e Discussões

A partir das simulações nos cenários escolhidos, foram realizadas análises dos parâmetros definidos: fator de potência, queda de tensão, perdas e demanda do sistema, com observação em relação às normas regulatórias e demais impactos.

4.1 Perdas

O próprio sistema já apresenta perdas sem a inserção de nenhum elemento, e estas têm o valor médio de 5,79% da energia consumida. Porém, o melhor indicador de perdas não é a perda percentual do sistema, visto que esta é calculada como perdas de linha, mais perdas de transformador, dividido pelo consumo do sistema.

A fim de analisar as perdas de energia ativa que a inserção das minigerações de energia geraram no sistema, foi feito o seguinte cálculo, as perdas das simulações menos as perdas originais do sistema, para cada cenário.

Para melhor visualização do resultado foram plotadas apenas as horas em que há interferência da geração fotovoltaica no sistema, que podemos ver na Figura 12.

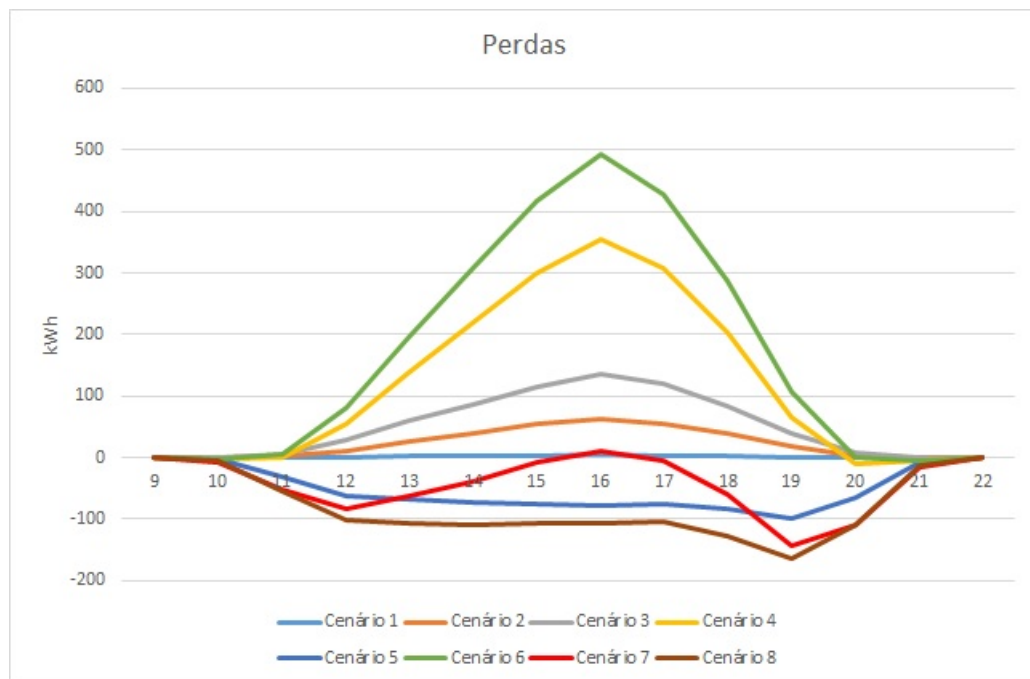


Figura 12 – Perdas Ativas no sistema.

A inserção de GD na rede faz com que a geração fique mais perto da carga, reduzindo assim a distância que a energia precisa percorrer, existem momentos em que

a valor gerado pode exceder o valor da demanda de consumo, o que muda o fluxo de potência do sistema, fazendo a corrente fluir no sentido contrário ao projetado no sistema. Isso acontece em função da intermitência da geração solar e as variações de consumo ao longo de um dia. Em alguns momentos a potência ativa se torna negativa, ou seja, a geração além de suprir sua própria carga injeta potência na rede invertendo o fluxo de corrente (RAHMANI et al., 2012).

Quando observamos os cenários onde há uma GD perto dos limites máximos permitidos pela ANEEL, podemos perceber que as perdas são maiores pois a carga que fica perto da geração é menor que o valor gerado, aumentando assim as perdas de linha do sistema, que não foi projetado para isso. Ao compararmos apenas os cenários com uma geração de 12MW, Figura 13, é nítido que quanto mais distribuída a geração, menor perda apresenta o sistema.

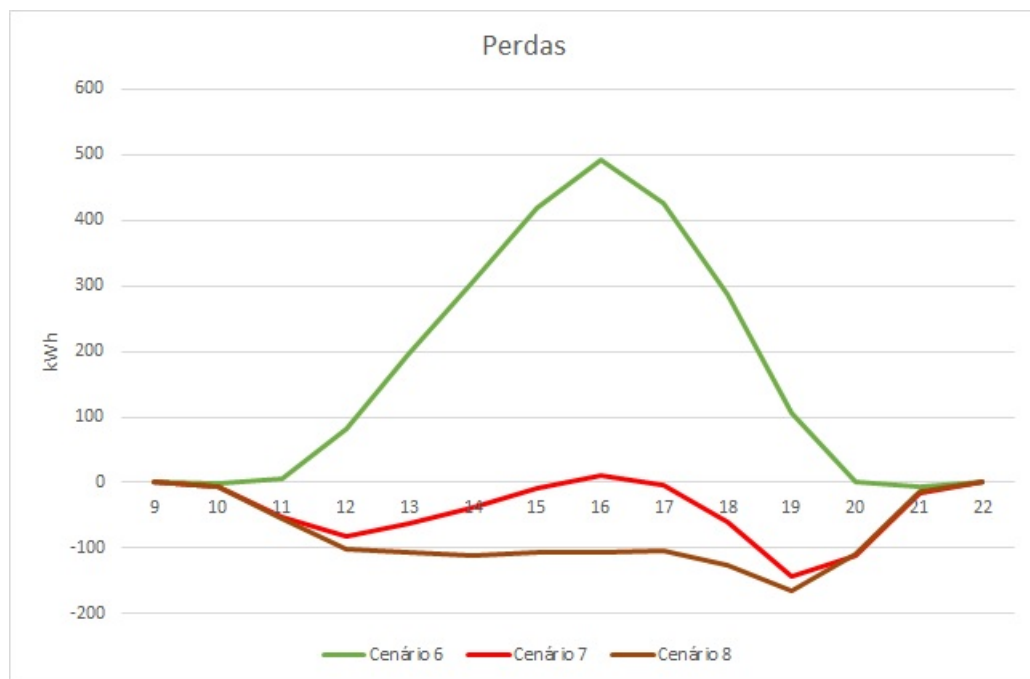


Figura 13 – Perdas Ativas no sistema, cenários 6, 7 e 8

Já os cenários 5, 7 e 8 que estão melhor distribuídos apresentam valores negativos de perda, isso significa que estes reduziram as perdas originais do sistema em até 165 kWh, otimizando o sistema original.

4.2 Fator de Potência e Demanda

De acordo com o módulo 8 do PRODIST, para unidade consumidora ou conexão entre distribuidoras com tensão inferior a 230 kV, o fator de potência no ponto de conexão deve estar compreendido entre 0,92 (noventa e dois centésimos) e 1,00 (um) indutivo ou

1,00 (um) e 0,92 (noventa e dois centésimos) capacitivo, de acordo com regulamentação vigente (PRODIST, 2012).

Foi colocado um medidor na chave que liga o circuito inteiro à subestação. O medidor do software openDSS fornece toda a energia consumida por ele, entre outros dados. Ao analisarmos a demanda original do circuito, percebemos que o circuito apresenta uma demanda maior de potência ativa por ter uma carga de maioria residencial que é apenas resistiva.

Os painéis fotovoltaicos produzem apenas energia ativa, diminuindo assim a demanda de potência ativa do circuito, portanto observamos a redução de demanda de potência ativa nas horas de produção de energia solar.

	Redução da demanda de Potência Ativa							
Hora	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4	Cenário 5	Cenário 6	Cenário 7	Cenário 8
10	0%	1%	1%	1%	1%	3%	3%	3%
11	2%	5%	10%	10%	10%	21%	21%	21%
12	3%	10%	19%	19%	20%	38%	39%	39%
13	5%	14%	28%	27%	29%	55%	57%	57%
14	6%	17%	34%	33%	35%	67%	69%	70%
15	7%	20%	40%	38%	41%	77%	80%	81%
16	7%	21%	42%	40%	43%	81%	84%	85%
17	7%	20%	40%	38%	41%	78%	80%	81%
18	5%	15%	31%	30%	32%	61%	63%	63%
19	3%	9%	17%	17%	18%	34%	35%	35%
20	1%	4%	9%	9%	9%	17%	18%	18%
21	0%	1%	1%	1%	1%	2%	2%	2%

Figura 14 – Redução da demanda de potência ativa

Chegando a até 85% da redução de demanda de potência ativa quando instalados 12MW de potência instalada de geração.

Se formos comparar os fatores de potência no ponto da chave do circuito, no qual a demanda de potência ativa é menor que a reativa pela fórmula:

$$FP = \frac{kWh}{\sqrt{kWh^2 + kvarh^2}} \quad (4.1)$$

Obtemos os fatores da Figura 15, que chega a ficar 0,3 no pico de produção de energia solar, porém isso, só vem a ser um problema para a concessionária, se houver aumento da demanda de potência reativa, caso contrário, a usina vai continuar gerando a mesma quantidade de potência reativa.

Fator de Potência									
Hora	Original	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4	Cenário 5	Cenário 6	Cenário 7	Cenário 8
1	0.9034	0.9034	0.9034	0.9034	0.9034	0.9034	0.9034	0.9034	0.9034
2	0.9040	0.9040	0.9040	0.9040	0.9040	0.9040	0.9040	0.9040	0.9040
3	0.9041	0.9041	0.9041	0.9041	0.9041	0.9041	0.9041	0.9041	0.9041
4	0.9041	0.9041	0.9041	0.9041	0.9041	0.9041	0.9041	0.9041	0.9041
5	0.9043	0.9043	0.9043	0.9043	0.9043	0.9043	0.9043	0.9043	0.9043
6	0.9064	0.9064	0.9064	0.9064	0.9064	0.9064	0.9064	0.9064	0.9064
7	0.9126	0.9126	0.9126	0.9126	0.9126	0.9126	0.9126	0.9126	0.9126
8	0.9120	0.9120	0.9120	0.9120	0.9120	0.9120	0.9120	0.9120	0.9120
9	0.9102	0.9102	0.9102	0.9102	0.9102	0.9102	0.9102	0.9102	0.9102
10	0.9110	0.9107	0.9100	0.9090	0.9090	0.9091	0.9069	0.9070	0.9070
11	0.9097	0.9069	0.9010	0.8910	0.8911	0.8916	0.8667	0.8675	0.8675
12	0.9078	0.9024	0.8900	0.8669	0.8673	0.8681	0.7973	0.7986	0.7983
13	0.9082	0.9002	0.8807	0.8400	0.8413	0.8419	0.6886	0.6871	0.6850
14	0.9088	0.8988	0.8736	0.8162	0.8187	0.8185	0.5677	0.5572	0.5513
15	0.9086	0.8970	0.8660	0.7903	0.7949	0.7928	0.4237	0.3969	0.3847
16	0.9080	0.8955	0.8620	0.7776	0.7833	0.7803	0.3562	0.3191	0.3029
17	0.9085	0.8967	0.8656	0.7894	0.7939	0.7920	0.4200	0.3929	0.3803
18	0.9069	0.8978	0.8753	0.8265	0.8285	0.8291	0.6334	0.6291	0.6253
19	0.8976	0.8924	0.8806	0.8591	0.8598	0.8607	0.7991	0.8014	0.8009
20	0.8957	0.8930	0.8875	0.8782	0.8784	0.8790	0.8568	0.8582	0.8581
21	0.8975	0.8972	0.8965	0.8955	0.8955	0.8956	0.8934	0.8936	0.8936
22	0.8996	0.8996	0.8996	0.8996	0.8996	0.8996	0.8996	0.8996	0.8996
23	0.9008	0.9008	0.9008	0.9008	0.9008	0.9008	0.9008	0.9008	0.9008
24	0.9024	0.9024	0.9024	0.9024	0.9024	0.9024	0.9024	0.9024	0.9024

Figura 15 – Fator de potência por hora do consumo.

Para analisar a demanda de potência reativa foi calculada a diferença entre a demanda apresentada no cenário avaliado e a demanda do circuito original. Esta diferença pode ser observada na Figura 16. Os valores negativos significam que houve uma redução na demanda e os positivos que houve aumento.

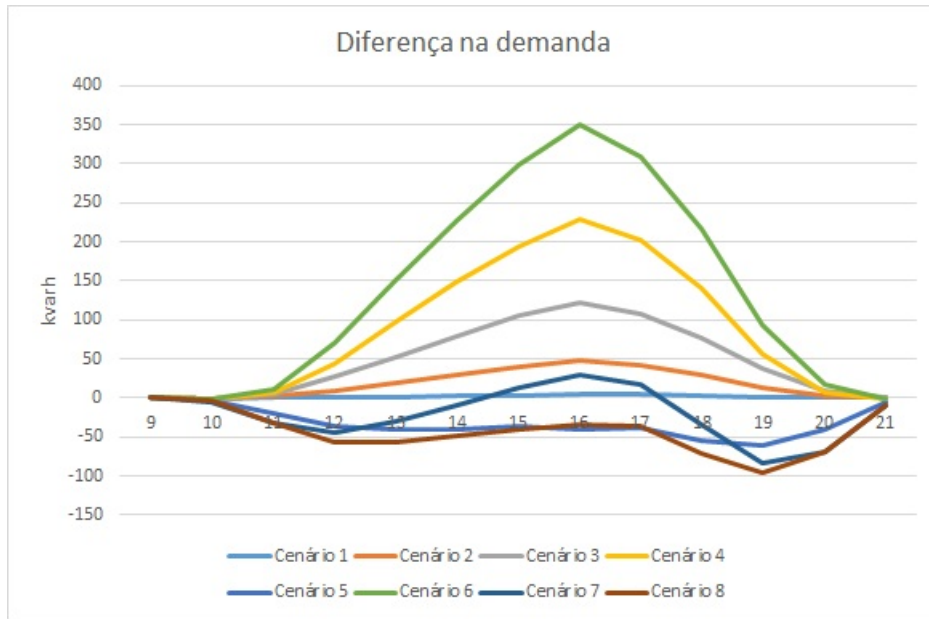


Figura 16 – Diferença da demanda de potência reativa.

Nos cenários 2, 3, 4 e 6, onde houve um aumento considerável na demanda de potência reativa, seria necessário o monitoramento da distribuidora para analisar os possíveis impactos.

4.3 Queda de tensão

Para a análise da queda de tensão, foram monitoradas as barras de média tensão de cada circuito que apresentaram a maior queda de tensão na simulação original, para ver o comportamento em cada cenário.

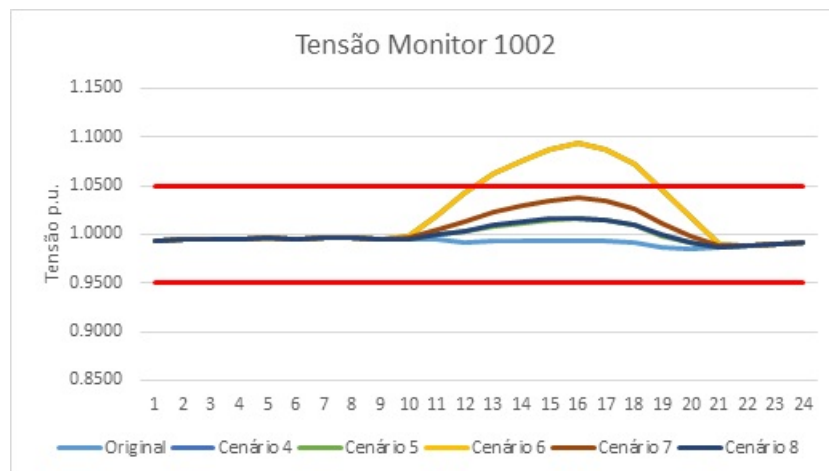


Figura 17 – Tensão monitor 1002.

Apenas os cenários que apresentam geração distribuída no circuito alteram a tensão, e no cenário 6 como podemos ver na Figura 17, observamos que esta ultrapassou o

limite estabelecido pelo PRODIST.

Os demais monitores apresentam melhoras nos níveis de queda de tensão, apenas nos cenários onde há geração no próprio circuito, como podemos observar na Figura 18.

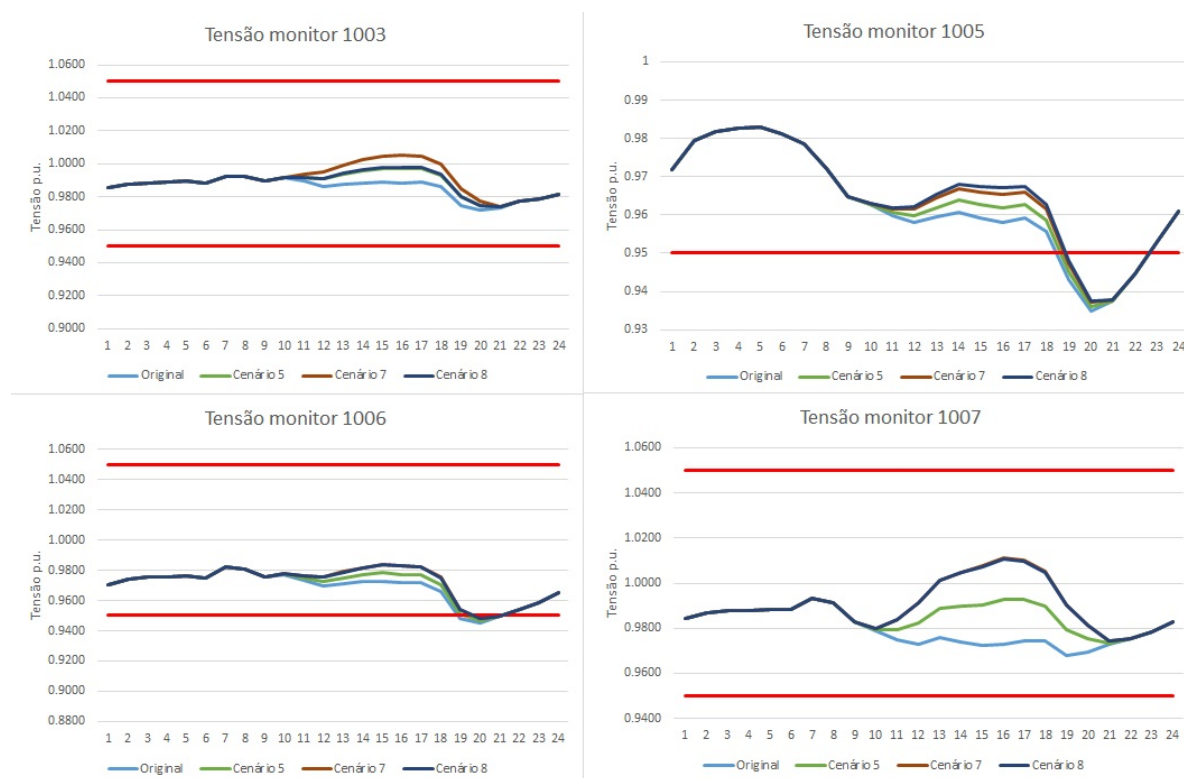


Figura 18 – Tensão nos monitores.

5 Conclusões

Neste trabalho foram apresentados os impactos da inserção de GD fotovoltaica no sistema de distribuição do circuito do Lago Sul através da simulação em OpenDSS dos seguintes cenários: instalação de uma minigeração de 1 MW, instalação de uma minigeração de 3 MW, instalação de duas minigerações de 3 MW cada, instalação de seis minigerações de 1 MW cada, instalação de quatro minigerações de 3 MW cada, instalação de seis minigerações de 2 MW cada e por fim a instalação de doze minigerações de 1 MW cada.

Por meio dos resultados apresentados foi possível uma análise comparativa dos impactos de GD em cada cenário em relação às perdas, fator de potência, demanda do sistema e queda de tensão.

O cenário que apresentou melhores resultados foi o cenário com doze minigerações de 1 MW cada, por ser melhor distribuído, apresentou melhora nas perdas do circuito original e melhorou as quedas de tensão nos barramentos monitorados.

No caso do cenário onde haviam duas minigerações de 3 MW cada, o máximo permitido pela REN678, este apresentou um grande número de perdas e algumas vezes até ultrapassou o limite máximo de tensão, podendo gerar uma sobretensão ou inversão no fluxo de rede e causar danos a equipamentos.

Foi possível perceber que a inserção de minigeração distribuída pode diminuir as perdas do sistema, porém dependendo das condições do circuito pode aumentar as perdas caso o mesmo não esteja preparado para isso.

Entre os cenários de mesma potência instalada, sempre os que tinham mais minigeradores apresentavam melhores resultados do que os que apresentavam menos minigeradores de maior potência.

Como proposta para trabalhos futuros, pode-se sugerir a simulação com microgeração distribuída no cenário do bairro Lago Sul, a criação de novos cenários para o mesmo circuito, ou a adição de outro bairro ao circuito e analisar gerações distribuídas de maiores potências.

Referências

- ABDULLAH, M. et al. Capacity deferral credit evaluation of renewable distributed generation. In: IEEE. *Industry Applications Society Annual Meeting, 2013 IEEE*. [S.l.], 2013. p. 1–8. Citado na página 17.
- AGENCY., I. E. *Renewables Information 2013*. [S.l.]: International Energy Agency, 2013. Citado 2 vezes nas páginas 9 e 15.
- AGENCY., I. E. *Renewables Information 2017*. [S.l.]: International Energy Agency, 2017. Citado na página 15.
- ANEEL, M. 3 (prodist). *Acesso ao Sistema de Distribuição, Brasil*, 2017. Citado 3 vezes nas páginas 10, 24 e 25.
- ANEEL, R. N. N. 482. *Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências*, v. 17, 2012. Citado na página 21.
- ANEEL, R. N. N. 687, de 24 de novembro de 2015. *AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, Brasil*, 2015. Citado 2 vezes nas páginas 22 e 29.
- BERNARDES, P. *Caracterização das perdas na rede de distribuição de alta tensão*. [S.l.]: Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2011. Citado 2 vezes nas páginas 25 e 26.
- BOLLEN, M.; SCHWAEGERL, C.; SCHMITT, S. Distributed energy resources and waveform distortion. In: AIM. *International Conference on Electricity Distribution: 21/05/2007-24/05/2007*. [S.l.], 2007. Citado na página 19.
- COMMITTEE, I. et al. Ieee standard for interconnecting distributed resources with electric power systems. *New York, NY: Institute of Electrical and Electronics Engineers*, 2003. Citado na página 19.
- DUGAN, R. C. Reference guide: The open distribution system simulator (opendss). *Electric Power Research Institute, Inc*, v. 7, 2012. Citado 3 vezes nas páginas 9, 28 e 29.
- ENERGIEWENDE, A. Report on the german power system. *Version 1.2 . Country Profile*, 2015. Citado 2 vezes nas páginas 9 e 14.
- ENSLIN, J. H. et al. Harmonic interaction between large numbers of photovoltaic inverters and the distribution network. In: IEEE. *Power Tech Conference Proceedings, 2003 IEEE Bologna*. [S.l.], 2003. v. 3, p. 6–pp. Citado na página 19.
- EPE, E. D. P. E. Balanço energético nacional 2017: Ano base 2016. *Rio de Janeiro: EPE*, 2017. Citado 2 vezes nas páginas 9 e 13.
- FERRATO, R. S. Estudo dos impactos de mini e microgeração fotovoltaica na operação de sistemas de distribuição de energia elétrica. 2016. Citado na página 25.

JENKINS, N. *Distributed generation*. [S.l.]: The Institution of Engineering and Technology, 2010. Citado na página 19.

MACHADO, C. J. S. et al. Recursos hídricos e cidadania no brasil: limites, alternativas e desafios. SciELO Brasil, 2003. Citado na página 13.

PEREIRA, E. B. et al. *Atlas brasileiro de energia solar*. [S.l.]: INPE, 2006. v. 1. Citado na página 15.

PRODIST, A. *Agência Nacional de Energia Elétrica-Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, Módulo 1-Introdução*. [S.l.]: Revisão, 2012. Citado 4 vezes nas páginas 9, 21, 24 e 35.

RAHMANI, S. et al. A multifunctional power flow controller for photovoltaic generation systems with compliance to power quality standards. In: IEEE. *IECON 2012-38th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society*. [S.l.], 2012. p. 894–903. Citado na página 34.

RENDERS, B. et al. Distributed generation for mitigating voltage dips in low-voltage distribution grids. *IEEE Transactions on Power Delivery*, IEEE, v. 23, n. 3, p. 1581–1588, 2008. Citado na página 19.

SHAYANI, R. A. Método para determinação do limite de penetração da geração distribuída fotovoltaica em redes radiais de distribuição. 2011. Citado na página 29.

VIEIRA, D. Método para determinação do tipo de incentivo regulatório à geração distribuída solar fotovoltaica que potencializa seus benefícios técnicos na rede. 2017. Citado na página 22.

Anexos

ANEXO A – Primeiro Anexo



Figura 19 – Circuito TG01 Georreferenciado



Figura 20 – Circuitos Lago Sul Georreferenciados

	Perdas kW								
Hora	Original	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4	Cenário 5	Cenário 6	Cenário 7	Cenário 8
1	630	630	630	630	630	630	630	630	630
2	531	531	531	531	531	531	531	531	531
3	508	508	508	508	508	508	508	508	508
4	498	498	498	498	498	498	498	498	498
5	485	485	485	485	485	485	485	485	485
6	499	499	499	499	499	499	499	499	499
7	373	373	373	373	373	373	373	373	373
8	428	428	428	428	428	428	428	428	428
9	541	541	541	541	541	541	541	541	541
10	522	522	522	522	520	519	520	515	516
11	601	601	603	606	602	570	607	548	547
12	699	699	711	727	753	638	781	617	598
13	657	659	684	716	795	589	854	595	550
14	640	643	680	727	860	566	947	602	530
15	637	641	691	753	938	562	1055	629	530
16	669	674	733	806	1024	592	1161	680	563
17	650	654	705	769	957	575	1077	646	545
18	745	747	784	829	948	662	1032	685	618
19	1213	1214	1231	1253	1279	1113	1320	1070	1048
20	1361	1360	1364	1370	1352	1297	1361	1251	1252
21	1229	1229	1229	1229	1223	1221	1223	1213	1215
22	1056	1056	1056	1056	1056	1056	1056	1056	1056
23	932	932	932	932	932	932	932	932	932
24	773	773	773	773	773	773	773	773	773

Figura 21 – Perdas simuladas pelo software OpenDSS

Demanda																			
Hora	Original		Cenário 1		Cenário 2		Cenário 3		Cenário 4		Cenário 5		Cenário 6		Cenário 7		Cenário 8		
	"kWh"	"kvarh"	"kWh"	"kvarh"	"kWh"	"kvarh"	"kWh"	"kvarh"	"kWh"	"kvarh"	"kWh"	"kvarh"	"kWh"	"kvarh"	"kWh"	"kvarh"	"kWh"	"kvarh"	
1	11493	5454	11493	5454	11493	5454	11493	5454	11493	5454	11493	5454	11493	5454	11493	5454	11493	5454	
2	10219	4832	10219	4832	10219	4832	10219	4832	10219	4832	10219	4832	10219	4832	10219	4832	10219	4832	
3	9839	4650	9839	4650	9839	4650	9839	4650	9839	4650	9839	4650	9839	4650	9839	4650	9839	4650	
4	9685	4577	9685	4577	9685	4577	9685	4577	9685	4577	9685	4577	9685	4577	9685	4577	9685	4577	
5	9464	4469	9464	4469	9464	4469	9464	4469	9464	4469	9464	4469	9464	4469	9464	4469	9464	4469	
6	10015	4667	10015	4667	10015	4667	10015	4667	10015	4667	10015	4667	10015	4667	10015	4667	10015	4667	
7	8464	3791	8464	3791	8464	3791	8464	3791	8464	3791	8464	3791	8464	3791	8464	3791	8464	3791	
8	9287	4178	9287	4178	9287	4178	9287	4178	9287	4178	9287	4178	9287	4178	9287	4178	9287	4178	
9	11073	5040	11073	5040	11073	5040	11073	5040	11073	5040	11073	5040	11073	5040	11073	5040	11073	5040	
10	10966	4964	10943	4963	10896	4963	10826	4963	10825	4963	10824	4961	10684	4963	10682	4959	10682	4960	
11	12062	5507	11854	5507	11441	5509	10821	5513	10828	5514	10801	5487	9587	5519	9549	5476	9545	5474	
12	13141	6070	12714	6071	11870	6080	10601	6097	10654	6115	10550	6034	8113	6141	7997	6026	7971	6013	
13	12666	5836	12067	5837	10890	5856	9118	5889	9234	5933	9041	5796	5686	5987	5490	5806	5434	5780	
14	12526	5751	11799	5753	10379	5781	8236	5830	8412	5899	8135	5710	4122	5978	3852	5741	3768	5702	
15	12371	5685	11540	5688	9917	5725	7469	5790	7702	5879	7348	5648	2799	5984	2464	5698	2352	5644	
16	12703	5860	11802	5864	10048	5908	7399	5983	7671	6088	7262	5820	2368	6211	1983	5889	1852	5826	
17	12517	5759	11673	5763	10028	5801	7545	5867	7782	5961	7421	5720	2809	6069	2468	5777	2353	5722	
18	13663	6349	12948	6352	11547	6378	9436	6426	9602	6489	9336	6295	5375	6566	5111	6315	5030	6277	
19	17745	8713	17229	8714	16215	8727	14688	8751	14764	8769	14626	8653	11708	8807	11562	8630	11526	8617	
20	18773	9321	18498	9321	17955	9324	17137	9331	17149	9329	17110	9281	15514	9338	15464	9251	15457	9251	
21	17641	8668	17607	8668	17540	8668	17440	8668	17438	8667	17437	8663	17237	8666	17234	8658	17235	8658	
22	16219	7873	16219	7873	16219	7873	16219	7873	16219	7873	16219	7873	16219	7873	16219	7873	16219	7873	
23	15056	7258	15056	7258	15056	7258	15056	7258	15056	7258	15056	7258	15056	7258	15056	7258	15056	7258	
24	13362	6382	13362	6382	13362	6382	13362	6382	13362	6382	13362	6382	13362	6382	13362	6382	13362	6382	

Figura 22 – Demanda simulada pelo software OpenDSS